

Литература

1. Гиляев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис.... канд. техн. наук: 25.00.17: защищена 21.03.12 / Гиляев Артем Ганиевич. – Москва, Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, 2012 – 219 с.
2. Дьячков В.Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин (на примере месторождений Сургутского района): дисс. канд. техн. наук: 05.15.10: защищена 17.06.00 / Дьячков Владимир Николаевич. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2000. – 152 с.
3. Нескин В.А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: дисс. ... канд. техн. наук: 02.00.11: защищена 15.09.16 / Нескин Вадим Алексеевич. – Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016 – 132 с.

**НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА,
ПРОЛОЖЕННОГО В КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ**

Ле Тхи Тху Тхуи

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подводные морские трубопроводы для транспортировки нефти и газа являются важной составляющей комплекса сооружений для разработки морских нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе. В соответствии с данными [4], специфические особенности проектирования и сооружения морских трубопроводов связаны с многообразием природных условий морского шельфа. К таким особенностям относят следующие факторы: рельеф морского дна; донные грунты; ограниченные возможности подготовки и контроля трассы; достаточно агрессивная морская среда; воздействия морского волнения, ветра и течений; сейсмичность и другие геологические опасности.

Помимо природных факторов существуют и антропогенные факторы (рыболовство, судовые якоря, военные аспекты), которые должны учитывать при проектировании и строительстве морских трубопроводов.

С целью повышения надежности морских трубопроводов рекомендуется заглублять трубопроводы грунтом на дне моря небольшой глубины. Расчетная глубина заглубления зависит от возможных деформаций трубопровода, топографии морского дна и прибрежной зоны. Неопределенности, связанные с взаимодействием «трубы-грунт», часто трудно поддаются количественной оценке, и требуется достаточное количество технических решений.

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода, проложенного в шельфовых условиях социалистических Республики Вьетнам. Основные данные для расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные параметры участка трубопровода и свойства грунта

	Параметры	Единица измерения	Значение
Общие данные	Наружный диаметр, D_H	мм	325
	Толщина стенки, δ	мм	14
	Длина участка трубопровода, L	м	12
	Транспортируемая среда	-	нефть
	Плотность нефти, ρ_n	кг/м ³	813
	Рабочее давление, P	МПа	6
	Рабочая температура, t_n	°C	55
	Стальные трубы	-	API 5L X65
	Плотность стали, $\rho_{ст}$	кг/м ³	7850
	Предел текучести стали, σ_m	МПа	450
	Предел прочности стали, $\sigma_{вр}$	МПа	535
Покрытие	Изоляция	Толщина, $\delta_{из}$	мм
		Плотность, $\rho_{из}$	кг/м ³
	Бетон	Толщина, $\delta_{из}$	мм
		Плотность, $\rho_б$	кг/м ³
Воды моря	Глубина, H		м
	Плотность, $\rho_в$		кг/м ³
	Температура, $t_в$		°C
Грунт	Тип		-
	Коэффициент сопротивления, C		-
	Удельный вес, $\gamma_{гр}$		Н/м ³
	Угол внутреннего грунта, $\varphi_{гр}$		град.
	Сцепление грунта, $c_{гр}$		кПа

На участок морского трубопровода действуют следующие нагрузки и воздействия [1]:

- собственный вес трубопровода;
- вес изоляционного покрытия;
- вес бетонного покрытия;
- нагрузка от веса нефти;
- выталкивающая сила воды;
- внутреннее давление;
- давление воды над морским трубопроводом;
- сила реакции грунта поперечным вертикальным вверх перемещениям трубы.

Результаты определения величины выше перечисленных нагрузок и воздействий представлены в таблице 2 для разных высот засыпки.

Расчет напряженно-деформированного состояния участка морского трубопровода проводится методом конечных элементов, реализованном в программном комплексе ANSYS. При этом принимаются допущения, что в начале и конце морского трубопровода отсутствуют перемещения.

Таблица 2

Нагрузки и воздействия на трубопровод

Высота засыпки, м	Собственный вес трубы, Н	Вес изоляционного покрытия, Н	Вес бетонного покрытия, Н	Нагрузка от веса нефти, Н	Выталкивающая сила воды, Н	Давление воды, МПа	Сопротивление грунта, Н
0,25	13897,3	630,6	1892,5	6227,1	16313,2	0,5	22246,4
0,5							42177,9
0,75							65010,4
1,0							90743,9
1,25							119378,4

На рисунках 1 и 2 показан результат расчета напряжений и деформаций трубопровода для высоты засыпки 1,25 м.

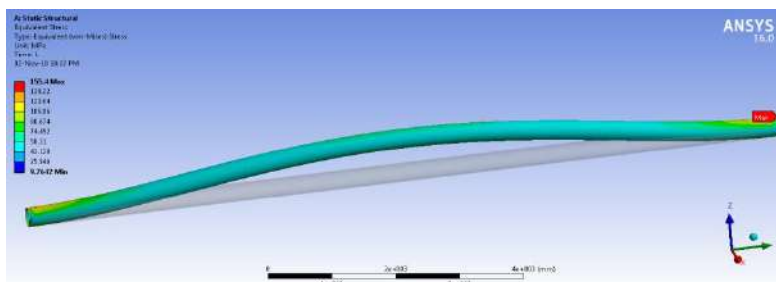


Рис. 1 Напряжения по Мизису участка морского трубопровода

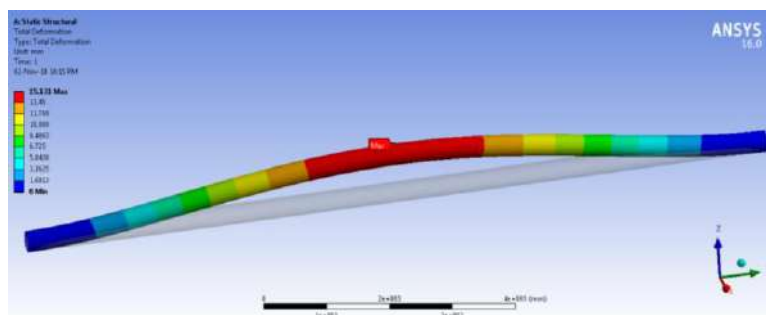


Рис. 2 Деформация участка морского трубопровода

Для всех значений засыпки морского трубопровода результаты вычислений с помощью программного комплекса ANSYS представлены в таблице 3.

Таблица 3

Основные результаты

Высота засыпки, м	Максимальные напряжения по Мизесу, МПа	Общее выпучивание, м
0,25	77,56	0,0022
0,5	85,77	0,0048
0,75	97,04	0,0079
1,0	124,64	0,0113
1,25	155,40	0,0151

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- с ростом высоты засыпки трубопровода, общие выпучивания и максимальные напряжения увеличиваются;
- значение максимального напряжения $155,4 < 450$ МПа;
- изменение условий взаимодействия трубы с грунтом усложняют процессы деформации, что вызывает необходимость более детального исследования напряженно-деформированного состояния нефтепровода с учетом различных физико-механических свойств грунта.

Литература

1. DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems. – Høvik: Det Norske Veritas, January 2000.
2. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 200 с.
3. Нгуен Ван Шон. Обоснование теории и технологии строительства глубоководных трубопроводов в условиях шельфа Вьетнама: дисс. ...канд. техн. наук: 25.00.18: защищена 27.06.07 / Нгуен Ван Шон. – Москва, 2007. – 220 с.
4. СП 378.1325800.2017. Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства. – М.: Стандартинформ, 2018. – 51 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ ПРИВОДОВ ДЛЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

С.Э. Макаров, А.В. Беккер

Научный руководитель - главный инженер проектов А.С. Орехов

ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается количество зрелых месторождений, на которых нефть имеет высокую обводненность, вследствие чего возникает потребность в строительстве и расширении кустовых насосных станции для утилизации воды путем закачки в пласт без значительного увеличения потребности в электроэнергии.

Главная задача данной работы – рассмотреть возможность применения газовых приводов на кустовых насосных станциях с точки зрения экономической и технической эффективности в зависимости от условий конкретного месторождения.

Основным потребителем электроэнергии на кустовых насосных станциях является блок основных насосов, а именно электродвигатели, которые служат приводами для насосов. Насосные установки кустовых насосных станций в основном комплектуются многоступенчатыми секционными центробежными насосами типа ЦНС с асинхронными или синхронными электроприводами мощностью от 250 кВт до 5000 кВт. К основным достоинствам электроприводов относятся низкая цена и, относительно, малые габариты.

Основным недостатком применения электропривода для насосной установки можно считать стоимость потребляемой электрической энергии, которая с течением времени только увеличивается.

Одним из концептуальных вариантов оптимизации затрат на электрическую энергию является применение газовых приводов для насосных установок в системе поддержания пластового давления. Все оборудование изготавливается с учетом того, что насосные агрегаты устанавливаются на открытой площадке, и поэтому соответствуют климатическим характеристикам конкретного объекта.

Применение на кустовых насосных станциях установок с газовым приводом позволит:

- сократить объемы потребляемой электроэнергии;
- исключить необходимость комплектации частотно-регулирующий преобразователей для управления частотой вращения вала электропривода;
- полезно утилизировать попутный нефтяной газ с начала эксплуатации нефтегазового месторождения;
- повысить эффективность добычи нефти путем закачки в пласт водяного пара или нагрева, закачиваемой в пласт, воды.

Необходимо отметить, что в странах ближнего и дальнего зарубежья данная технология широко применяется на магистральных нефтепроводах в труднодоступных районах. В частности, производители газотурбинных и газопоршневых установок, которые известны своей деятельностью и на территории Российской Федерации, поставляли готовые установки, функционирующие по данной технологии, на нефтепроводы Колумбии, Алжира, Аляски и Сахалина. На одном из месторождений Казахстана данная технология применяется в системе поддержания пластового давления, где приводами на кустовой насосной станции служат газопоршневые двигатели.

При выборе привода для насосной установки на кустовой насосной станции на первом этапе необходимо провести оценку нагрузок проектируемой кустовой насосной станции, после чего оценивается наличие источников электроэнергии и природного газа, проводится анализ доступности природного газа и возможности его утилизации. На следующем этапе проектирования кустовой насосной станции оценивается доля утилизации попутного нефтяного газа на месторождении. Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации № 1448 от 08.11.2012 г. (с изменениями на 17.12.2016 г.) [1] предельного допустимое значение